

PCT

ВСЕМИРНАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ
Международное бюро

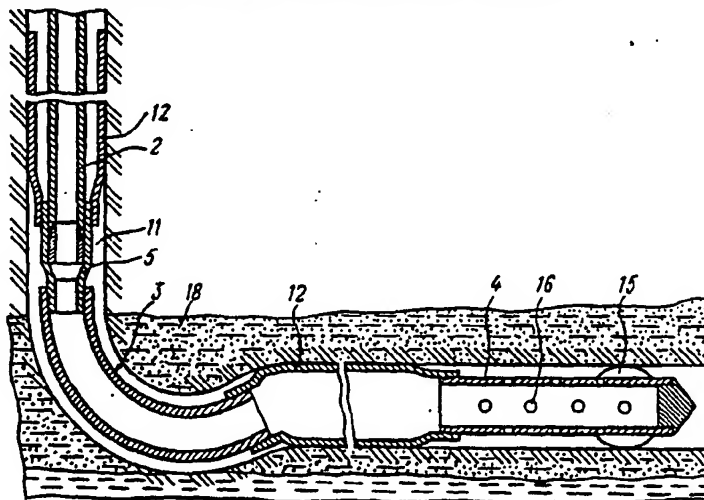


МЕЖДУНАРОДНАЯ ЗАЯВКА, ОПУБЛИКОВАННАЯ В СООТВЕТСТВИИ
С ДОГОВОРом О ПАТЕНТНОЙ КООПЕРАЦИИ (PCT)

(51) Международная классификация изобретения: E21B 43/10	A1	(11) Номер международной публикации: WO 95/03476 (43) Дата международной публикации: 2 февраля 1995 (02.02.95)
<p>(21) Номер международной заявки: PCT/RU93/00173</p> <p>(22) Дата международной подачи: 23 июля 1993 (23.07.93)</p> <p>(71) Заявитель (для всех указанных государств, кроме US): ТАТАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ (RU/RU); 423200 Бугульма, ул. М. Джалиля, д. 32 (RU) [TATARSKY GOSUDARSTVENNY NAUCHNO-ISSEDOVATELSKY I PROEKTNY INSTITUT NEFTYANOI PROMYSHLENNOSTI, Bugulma (RU)].</p> <p>(72) Изобретатели: и</p> <p>(75) Изобретатели / Заявители (только для US): АБДРАХМАНОВ Габдрашит Суктанович (RU/RU); 423200 Бугульма, ул. Гоголя, д. 66, кв. 71 (RU) [ABDRAKHMANOV, Gabdrashit Sultanovich, Bugulma (RU)]. ИБАТУЛЛИН Рустам Хамитович (RU/RU); 423200 Бугульма, ул. Гоголя, д. 66, кв. 49 (RU) [IBATULLIN, Rustam Khamitovich, Bugulma (RU)]. ЖКОНОВ Виктор Георгиевич (RU/RU); 423200</p>		<p>Бугульма, ул. Гоголя, д. 66, кв. 75 (RU) [ZHIZHONOV, Viktor Georgievich, Bugulma (RU)]. ЮСУПОВ Ильяс Галимзянович (RU/RU); 423200 Бугульма, ул. Гоголя, д. 66, кв. 61 (RU) [JUSUPOV, Ili Galimzyanovich, Bugulma (RU)]. ХАМИТЪЯНОВ Нигматулла Хамитович (RU/RU); 423200 Бугульма, ул. Калинина, д. 65, кв. 60 (RU) [KHAMITYANOV, Nigmatyul Khamitovich, Bugulma (RU)]. ЗАЙНУЛЛИН Альберт Габидуллович (RU/RU); 423200 Бугульма, ул. Сайдамова, д. 1, кв. 117 (RU) [ZAINULLIN, Albert Gabidullovich, Bugulma (RU)]. ФАТКУЛЛИН Рашид Хасанович (RU/RU); 423400 Альметьевск, ул. Радищева, д. 20, кв. 40 (RU) [FATKULLIN, Rashid Khasanovich, Almetevsk (RU)].</p> <p>(74) Агент: «СОЮЗПАТЕНТ»; 103735 Москва, ул. Ильинка, д. 52 (RU) [«SOJUZPATENT», Moscow (RU)].</p> <p>(81) Указанные государства: BR, CA, JP, NO, US, европейский патент (AT, BE, CH, DE, DK, ES, FR, GB, GR, IE, IT, LU, MC, NL, PT, SE).</p> <p>Опубликована С отчетом о международном поиске.</p>

(54) Title: METHOD OF FINISHING WELLS

(54) Название изобретения: СПОСОБ ЗАКАНЧИВАНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН



(57) Abstract

The method disclosed of finishing a well involves lowering and hermetically joining a casing column (2) the well (11) with shaft section (3) and filter (4). Before lowering the pieces into the well (11), at least one of the pipes (12) of the shaft section (3) with filter (4) is shaped in such a way as to create at least two longitudinal corrugations (13) and cylindrical ends (25) with threads (26). The productive layer (18) is then opened up, and once the shaft section (3) has been lowered into the said layer, the shaped pipe (12) is expanded to secure the shaft section (3) in the well (11) and to separate non-productive and productive layers.

Способ заканчивания строительства скважин, включают в себя раздельный спуск в скважину (II) и герметичное соединение в последней колонны обсадных труб (2) и хвостовика (3) с фильтром (4). Перед спуском в скважину (II) по меньшей мере одну из труб (12) хвостовика (3) с фильтром (4) профилируют с образованием по меньшей мере двух продольных гофр (13) и цилиндрических концов (25) с резьбами (26). Продуктивный пласт (18) затем вскрывают и после спуска в него хвостовика (3) профильную трубу (12) расширяют для закрепления хвостовика (3) в скважине (II) и разобщения непродуктивных пластов от продуктивных.

ИСКЛЮЧИТЕЛЬНО ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ИНФОРМАЦИИ

Коды, используемые для обозначения стран-членов РСТ на титульных листах брошюр, в которых публикуются международные заявки в соответствии с РСТ.

AT	Австрия	FI	Финляндия	MR	Мавритания
AU	Австралия	FR	Франция	MW	Малави
BB	Барбадос	GA	Габон	NE	Нигер
BE	Бельгия	GB	Великобритания	NL	Нидерланды
BF	Буркина-Фасо	CN	Гвинея	NO	Норвегия
BG	Болгария	GR	Греция	NZ	Новая Зеландия
BJ	Бенин	HU	Венгрия	PL	Польша
BR	Бразилия	IE	Ирландия	PT	Португалия
CA	Канада	IT	Италия	RO	Румыния
CF	Центральноафриканская Республика	JP	Япония	RU	Российская Федерация
BY	Беларусь	KR	Корейская Народно-Демократическая Республика	SD	Судан
CG	Конго	KR	Корейская Республика	SE	Швеция
CH	Швейцария	KZ	Казахстан	SI	Словения
CI	Кот-д'Ивуар	LI	Лихтенштейн	SK	Словакия
CM	Камерун	LK	Шри-Ланка	SN	Сенегал
CN	Китай	LU	Люксембург	TD	Чад
CS	Чехословакия	LV	Латвия	TG	Того
CZ	Чешская Республика	MC	Монако	UA	Украина
DE	Германия	MG	Малагаскар	US	Соединенные Штаты Америки
DK	Дания	ML	Мали	UZ	Узбекистан
ES	Испания	MN	Монголия	VN	Вьетнам

СПОСОБ ЗАКАНЧИВАНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Область техники

Изобретение относится к бурению, а именно - к способу заканчивания строительства скважины.

- 5 Наиболее эффективно настоящее изобретение может быть использовано в скважинах, имеющих горизонтальный участок ствола, пробуренный в продуктивном пласте, а также в случаях, когда нежелательно уменьшать диаметр скважины, и при наличии участков в интервале установки хвостовика, сложенных
- 10 слабосцементированными породами, где имеют место обвалы породы, кавернозные зоны и зоны поглощения промывочной жидкости, обычно перекрываемые промежуточными колоннами труб или колоннами - "летучками".

Предшествующий уровень техники

- 15 При заканчивании строительства скважины необходимо закрепить ее стенку в интервале продуктивного пласта, чтобы предотвратить обваливание породы и, как следствие этого - ухудшение поступления продукции в скважину из продуктивного пласта. Для этой цели в зоне продуктивного пласта сква-
- 20 жины устанавливают хвостовики с фильтрами. Кроме того, в интервале установки хвостовиков с фильтрами часто встречаются зоны осложнения, такие как наличие каверн, обвалов породы, водопоявления, поглощение промывочной жидкости, при-
мыкание к продуктивному пласту непродуктивных участков или прерывание его такими участками. В этих случаях необходимо
- 25 надежно разобщить указанные участки и зоны от продуктивного пласта. Все это требует больших материальных затрат и применения специального сложного оборудования.

- 30 Известны три принципиально отличающихся друг от друга способа установки хвостовиков с фильтрами, применяемые при заканчивании строительства скважин: подвеска на цементном камне, на клиньях и на опорной поверхности ("Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин", А.И.Булатов, 1981, с.137-146).

- 35 Суть способа установки хвостовика с фильтром на цементном камне заключается в подъеме тампонажного раствора на всю длину хвостовика, удерживаемого на весу бурильными трубами, удалении тампонажного раствора, поднятого выше

- 2 -

хвостовика, и отсоединении бурильных труб от хвостовика только после образования в затрубном пространстве цементного камня.

5 Подвеска хвостовиков с фильтрами на клиньях осуществляется только в обсаженном стволе скважины, где нет износа внутренней поверхности обсадных труб, путем заклинивания хвостовика плашками, расположенными на наружной поверхности подвесных устройств, которые входят в кольцевой межколонный зазор.

10 Этот способ неприменим при малых (менее 30 мм) кольцевых зазорах, если спуск хвостовика сопряжен с проработкой осложненного ствола скважины и расклиниванием хвостовика, когда внутренняя поверхность обсадной колонны, в которой планируется установка, имеет недопустимый износ, когда вес хвостовика с фильтром превышает 1000 кН.

15 Подвеску хвостовиков на упоре осуществляют на стационарных участках скважины, где уже образована опорная поверхность, в качестве которой используют: проточки внутри патрубков, присоединяемых к нижнему концу предыдущей колонны; верхний конец ранее спущенного хвостовика; зону перехода от большего диаметра к меньшему при двухразмерной промежуточной колонне, которой обсажена скважина. Этот способ применим лишь при условиях спуска хвостовика до заданной глубины. Иначе подвесное устройство хвостовика не дойдет до упора и не работает.

25 Недостатками указанных способов установки хвостовиков с фильтрами при заканчивании строительства скважины являются: сужение проходного сечения скважины из-за необходимости применения разъединителей и подвесных устройств, которые опускают внутрь уже обсаженной скважины, необходимость применения сложных по конструкции разъединителей и подвесных устройств, а также ограниченность применения, обусловленная возможностью подвески хвостовиков только в обсаженном стволе скважины (кроме способа установки на цементном камне).

30 Кроме того, недостатком способа подвески хвостовиков с фильтрами на цементном камне является необходимость цементирования хвостовика, что связано с большими затрата-

- 3 -

- ми цемента и времени на проведение работ и ожидание затвердевания цементного раствора. При этом необходимо осуществлять постоянную промывку скважины после цементирования хвостовика в течение всего времени ожидания затвердевания цементного раствора с одновременным вращением буровой колонны. При этом, работе по цементированию хвостовиков присутствуют аварии, такие, например, как: невозможность отсоединения колонны буровых труб от хвостовика, вследствие применения резьбовых разъединителей; прорезание обсадных труб и забуривание нового ствола при разбуривании обсадки и узлов соединений секций труб и других.

- Кроме того, для выполнения работ по цементированию хвостовика необходима соответствующая техника (цементировочные агрегаты) и бригады рабочих.
- 15 Еще одним недостатком этого способа является невозможность его применения при наличии зон поглощения в интервале установки хвостовика.

- Известен также способ заканчивания строительства скважины (SU, A, 1659626), включающий в себя изоляцию зон осложнений бурения, расположенных выше продуктивного пласта до его вскрытия, спуск в скважину колонны обсадных труб с фильтром-хвостовиком и центраторами, заполнение фильтровой зоны скважины временно закупоривающим материалом и цементирование колонны обсадных труб при герметичном разъединении полости фильтра-хвостовика от полости колонны перемычкой, разрушаемой после ее цементирования.

- Этот способ не обеспечивает надежного разобщения продуктивного пласта от перемежающихся с ним непродуктивных участков и вышележащих от продуктивного пласта непродуктивных горизонтов, вследствие неполного удаления бурового раствора из наклонных и горизонтальных участков скважины, в которых происходит осаждение твердой фазы из бурового раствора при его циркуляции. Это усугубляется неполным удалением глинистой корки, а в местах удаления ее повышается опасность обваливания пород, что также снижает качество изоляции пластов.

Кроме того, на указанных участках скважины не удается надлежащим образом центрировать эксплуатационную колонну,

- 4 -

особенно в слабосцементированных породах, из-за вдавливания центраторов в эту породу, что препятствует получению равномерного по толщине стенки цементного кольца.

- Еще одним недостатком этого способа является блокирование части продуктивного пласта цементным раствором, поступающим в фильтровую зону скважины при цементировании колонны обсадных труб, вследствие выпадения и накопления временно закупоривающего материала в нижней (донной) части горизонтального ствола при значительной его протяженности и образования пустот в верхней части ствола, которые заполняются цементным раствором при цементировании обсадных колонн.

- Наиболее близким по технической сущности к заявляемому является способ заканчивания строительства скважины с горизонтальным участком ствола, пробуренным в продуктивном пласте. (Baker Hughes, USA "Baker Hughes technology forum", Согн, 6-11 , 1991, с. 23-25) включающий в себя спуск в скважину на колонне обсадных труб хвостовика с предварительно перфорированным фильтром, разобщение заколонного пространства в зоне продуктивного пласта от вышележащих и перемежающихся с ним непродуктивных пластов наружными пакерами и цементирование колонны обсадных труб выше хвостовика с фильтром с помощью цементировочной муфты.

- Основным недостатком этого способа является то, что с помощью пакеров и цементирования надпакерного кольцевого пространства не обеспечивается надежное разобщение заколонного пространства в зоне продуктивного пласта от вышележащих и перемежающихся с ним непродуктивных пластов, особенно в переходных зонах ствола скважины с вертикального на горизонтальное направление, вследствие неполного замещения бурового раствора цементным.

- Кроме того, пакеры из-за малой длины не могут надежно перекрывать кавернозные зоны, когда их линейные размеры превышают линейные размеры поверхности уплотнения пакера. Это усугубляется в скважинах, вскрывших слабосцементированные породы, где имеют место обвалы породы, особенно, после промывки скважины и удаления с ее стенок колыматационной корки.

В основу настоящего изобретения положена задача создания способа заканчивания строительства скважин, который обеспечивал бы надежное разобщение продуктивного пласта от вышележащих и прилегающих к нему непродуктивных участков при наличии в них зон осложнения бурения любого вида и протяженности.

Раскрытие изобретения

Поставленная задача достигается тем, что в способе заканчивания строительства скважины, включающем в себя вскрытие продуктивного пласта, спуск и установку в скважине колонны обсадных труб и хвостовика с фильтром с обеспечением их герметичного соединения между собой, и разобщение непродуктивных участков от продуктивных, согласно изобретению, спуск в скважину колонны обсадных труб и хвостовика с фильтром осуществляют раздельно, а их герметичное соединение осуществляют в скважине, при этом по меньшей мере одну из труб хвостовика перед его спуском в скважину профилируют с образованием по меньшей мере двух продольных гофр и цилиндрических концев с резьбами, а после спуска хвостовика в скважину профильную трубу расширяют для установки хвостовика в скважине и разобщения непродуктивных пластов от продуктивных.

Предлагаемое изобретение позволяет за счет исключения применения для установки хвостовиков с фильтрами конструктивно - сложных разъединителей и подвесных устройств, а также пакеров для разобщения пластов упростить эти работы и обеспечить более надежное разобщение непродуктивных пластов от продуктивного пласта, а также перекрытие зон осложнения (каверн, обвалов породы, пластов с аномально высоким внутрипластовым давлением, водо-газо-проявлений и других) любой протяженности. При этом наибольший эффект достигается в наклонных скважинах и в скважинах с горизонтальным участком ствола, а также в тех случаях, когда протяженность указанных пластов и зон не позволяет перекрывать их пакерами, а цементирование не обеспечивает надежного разобщения.

Кроме того, установка хвостовика с фильтром с помощью профильных труб по сравнению с известным способом, согласно которому эта операция осуществляется путем цементирова-

- 6 -

ния хвостовика, позволяет снизить расход цемента, сократить время на установку, так как отпадает необходимость в ожидании затвердевания цементного раствора и использовании для этого специальных бригад рабочих.

- 5 В одном из вариантов выполнения изобретения после вскрытия продуктивного пласта в скважину спускают хвостовик с фильтром и устанавливают его в продуктивном пласте путем прижатия по меньшей мере одной профильной трубы при ее расширении к стенке скважины, а затем в скважину спускают колонну обсадных труб, нижний конец которой герметично соединяют с верхним концом хвостовика.
- 10

- Предлагаемый вариант выполнения изобретения позволяет устанавливать хвостовик в необсаженном стволе скважины, благодаря чему обеспечивается надежное разобщение продуктивного пласта от вышележащих непродуктивных пластов, предотвращается сужение диаметра скважины и снижается расход обсадных труб.
- 15

- В другом варианте выполнения изобретения в начале в скважину спускают до продуктивного пласта и устанавливают колонну обсадных труб, а затем после вскрытия продуктивного пласта в него через эту колонну спускают хвостовик с фильтром и при расширении профильной трубы устанавливают его в скважине, при этом профильную трубу прижимают к стенке нижнего конца колонны обсадных труб, обеспечивая ее герметичное соединение с хвостовиком.
- 20
- 25

- Такой вариант выполнения позволяет использовать наиболее простой, выгодный и надежный способ установки хвостовиков с фильтрами с помощью профильных труб в тех случаях, когда в процессе бурения скважины встречаются пласты с аномально высоким внутрипластовым давлением, которые обычно перекрывают промежуточными колоннами обсадных труб или колоннами - "летучками".
- 30

Краткое описание чертежей

- Другие цели и преимущества настоящего изобретения станут понятны из следующего детального описания примеров его выполнения и прилагаемых чертежей, на которых:
- 35

фиг. I изображает комплект оборудования для спуска и установки хвостовика с фильтром в скважине;

- 7 -

фиг.2 - сечение II-II на фиг.1;

фиг. 3-4 - установку хвостовика с фильтром в скважине;

фиг. 5-6 - вариант установки хвостовика с фильтром в скважине.

5 Лучший вариант осуществления изобретения

Способ заканчивания строительства скважины заключается в раздельном спуске в скважину и герметичном соединении внутри ее колонны обсадных труб и хвостовика с фильтром. По меньшей мере одну из труб хвостовика перед спуском в скважину профилируют с образованием по меньшей мере двух продольных гофр и цилиндрических кончиков с резьбами. Продуктивный пласт затем вскрывают, спускают в него хвостовик с фильтром, после чего профильную трубу расширяют для установки хвостовика в скважине и разобщения непродуктивных пластов от продуктивных.

В соответствии с одним из вариантов выполнения способа после вскрытия продуктивного пласта в скважину спускают хвостовик с фильтром и устанавливают его в продуктивном пласте путем прижатия по меньшей мере одной профильной трубы при ее расширении к стенке скважины. Затем в скважину спускают колонну обсадных труб, нижний конец которой герметично соединяют с верхним концом хвостовика.

В соответствии с другим вариантом выполнения изобретения вначале в скважину до продуктивного пласта спускают и устанавливают колонну обсадных труб. Затем после вскрытия продуктивного пласта в него через эту колонну спускают хвостовик с фильтром и при расширении профильной трубы устанавливают его в скважине. Профильную трубу при этом прижимают к стенке нижнего конца колонны обсадных труб, обеспечивая ее герметичное соединение с хвостовиком.

Способ осуществляют с помощью устройства, включающего в себя колонну буровых труб 1 (фиг.1), колонну обсадных труб 2 (фиг.3), хвостовик 3 с перфорированным фильтром 4, соединяемый с колонной буровых труб 1 с помощью переходника 5 и переводника 6. Переходник 5 (элемент, соединяющий трубы с разными диаметрами) имеет перемычку в виде седла 7 и шарового клапана 8 (фиг.3), разделяющую полости хвостови-

- 8 -

ка 3 с фильтром 4 и колонны обсадных труб 2. Переводник 6 (фиг.1) снабжен клапаном 9, перекрывающим канал 10, сообщаящий полость колонны бурильных труб I со скважиной II и служащий для заполнения полости колонны бурильных труб I скважинной жидкостью при спуске компонентов устройства в скважину II. По меньшей мере одна из труб 12 хвостовика 3 выполнена профильной с по меньшей мере двумя продольными гофрами 13 (фиг.2), расположенными симметрично относительно центральной оси трубы 12, и цилиндрическими концами с резьбами (на фиг.1 не показаны). Гофры 13 профильных труб 12 заполнены герметизирующей пастой 14. На конце фильтра 4 установлен центратор 15, обеспечивающий центрирование фильтра 4 относительно стенки скважины II.

В случае прохождения скважины II через непродуктивные участки в ее горизонтальной части или рядом с этими участками как показано на фиг.1,3,4, перфорационные отверстия 16 фильтра 4 закрывают заглушками 17 из химически разрушаемого материала, например, магния. Профильные трубы 12 располагают на соответствующих участках хвостовика 3 с фильтром 4 для разобщения продуктивной части продуктивного пласта 18 от непродуктивной, а также для соединения хвостовика 3 с колонной обсадных труб 2.

В устройство входит также развальцеватель 19 (фиг.5), используемый для выправления гофр 13 профильных труб 12 после их расширения.

Способ осуществляют следующим образом. В процессе бурения скважины II (фиг.1), перед вскрытием продуктивного пласта 18, известными приемами изолируют все несовместимые по условиям бурения пласты, расположенные выше продуктивного 18, а после вскрытия последнего и промывки ствола скважины II в нее спускают на колонне бурильных труб I хвостовик 3 с предварительно перфорированным фильтром 4, соединенный с колонной бурильных труб I с помощью переходника 5, профильных труб 12 и переводника 6. Перфорационные отверстия 16 фильтра 4 закрыты заглушками 17.

После достижения фильтром 4 забоя скважины II в полости профильных труб 12 закачкой промывочной жидкости создают давление, необходимое для выправления продольных гофр 13 и прижатия стенок труб 12 к стенке скважины II

- 9 -

(фиг.3), обеспечивая совместно с герметизирующей пастой I4 герметичную изоляцию непродуктивных участков продуктивного пласта I8.

5 Затем колонну бурильных труб I (фиг.1) вместе с переводником 6 отвинчивают от верхних профильных труб I2 и поднимают из скважины II, присоединяют к ней развальцеватель I9 (фиг.5) и снова спускают в скважину II до входа в верхнюю часть профильных труб I2 (фиг.3). Вращая колонку бурильных труб I вместе с развальцевателем I9, производят окончательное выправление гофра I3 и плотное прижатие стенок профильных труб I2 к стенкам скважины I. При этом герметизирующая паста I4 (фиг.2) обеспечивает надежную герметизацию затрубного пространства скважины II.

15 Далее колонну бурильных труб I с развальцевателем I9 (фиг.5) поднимают из скважины II и спускают в нее колонну обсадных труб 2 (фиг.3) до входа ее нижнего конца внутрь верхних профильных труб I2 с образованием зазора 20 между этим концом, седлом 7 и стенками верхних профильных труб I2. Затем в скважину II сбрасывают шаровой клапан 8, который садится в седло 7, разобщая внутренние полости хвостовика 3 и обсадной колонны 2. Производят закачку цементного раствора через колонну обсадных труб 2, после чего опускают ее нижний конец до упора в сужение в переходнике 5 (фиг.4), и, после затвердевания цементного раствора, разбуривают образовавшуюся внутри колонны обсадных труб 2 цементную пробку (не показана), шаровой клапан 8 и седло 7.

25 В случае установки в фильтре 4 временных заглушек I7 (фиг.1) последние разрушают закачкой в него расчетной порции кислоты (фиг.4). Затем производят освоение скважины II.

30 В тех случаях, когда продуктивный пласт I8 вскрывают после спуска колонны обсадных труб 2 (например, промежуточной или эксплуатационной), то хвостовик 3 устанавливают путем прижатия стенок верхних профильных труб I2 к внутренним стенкам нижнего конца колонны обсадных труб 2 (фиг.6).
35 Для этого с учетом веса хвостовика 3 и фильтра 4 расчетным путем определяют необходимую длину верхних профильных труб I2, с помощью которых будут их устанавливать. На конце фильтра 4 крепят башмак 21 (фиг.5) с седлом 22 под шаровой

- 10 -

клапан 23 и ограничителем 24, предотвращающим перемещение клапана 23 в обратном направлении. Интервал колонны обсадных труб 2, в котором должны устанавливаться профильные трубы I2, калибруют расширителем (на фиг. не показан). Затем к колонне бурильных труб I присоединяют развальцеватель I9, соединенный с цилиндрической частью 25 верхней профильной трубы I2 хвостовика 3 с помощью левой резьбы 26, спускают скомпонованный таким образом инструмент в скважину II (фиг.5) и промывают ее, после чего сбрасывают паровой клапан 23, перекрывая при этом отверстие в седле 22, и закачкой промывочной жидкости в полости хвостовика 3 и фильтра 4 создают в них давление, необходимое для опрессовки всей компоновки, под действием которого одновременно выправляются гофры I3 всех профильных труб I2, которые были включены в компоновку оборудования. В результате этого стенки верхних профильных труб I2 плотно прижимаются к стенке нижнего конца колонны обсадных труб 2 (фиг.6).

В случае включения в компоновку профильных труб I2 для разобщения непродуктивных пластов (фиг.3) или выполнения всего фильтра 4 из профильных труб I2, как показано на фигурах 5 и 6, то стенки этих труб I2 также плотно прижимаются к стенке скважины II.

Натяжением и посадкой инструмента проверяют устойчивость установки хвостовика 3 с фильтром 4 на осевое смещение. Затем вращением колонны бурильных труб I с развальцевателем I9 вправо вывинчивают последний из цилиндрического конца 25 верхней профильной трубы I2. Одновременно нижние вальцовые элементы 27 развальцевателя I9, поднимаясь вверх, развальцовывают резьбу 26 цилиндрического конца 25, увеличивая его внутренний диаметр. Затем инструмент подают вниз с одновременной промывкой и вращением его вправо, в результате чего происходит дальнейшее развальцовывание цилиндрических концов 25 и верхних профильных труб I2 нижними вальцовыми элементами 27 и верхними 28, имеющими больший диаметр, чем нижние.

По окончании развальцовывания профильных труб I2 их вместе с колонной обсадных труб 2 опрессовывают на герметичность созданием в них давления. При отсутствии герметич-

- II -

ности развальцовывание повторяют.

- В случаях включения в компоновку хвостовика 3 или фильтра 4 дополнительных профильных труб I2 (фиг.3) или выполнения всего фильтра 4 из профильных труб I2 (фиг.5,6),
- 5 перфорационные отверстия I6 закрывают заглушками I7 из химически разрушаемого материала, которые после завершения работ по установке хвостовика 3 с фильтром 4 разрушают закачкой соответствующего химреагента.

Промышленная применимость

- I0 Предлагаемый способ позволяет надежно разобщать продуктивный пласт от вышележащих непродуктивных пластов, а также от примыкающих к нему и перемежающихся с ним других непродуктивных участков скважины без цементирования фильтра-хвостовика. При этом упрощается технология установки
- I5 хвостовиков с фильтрами и снижаются затраты за счет исключения конструктивно-сложных разъединителей и подвесных устройств, применяемых при установке хвостовиков, а также цементирования их, которому сопутствуют аварии и затраты времени на ожидание затвердевания цементного раствора.
- 20 Кроме того, предлагаемый способ позволяет расширить область его применения, так как он может быть использован как в обсаженном, так и в необсаженном стволе скважины, независимо от наличия зон поглощения промышленной жидкости, водопроявлений, и практически без существенного уменьшения
- 25 диаметра скважины.

- 12 -

ФОРМУЛА ИЗОБРЕТЕНИЯ

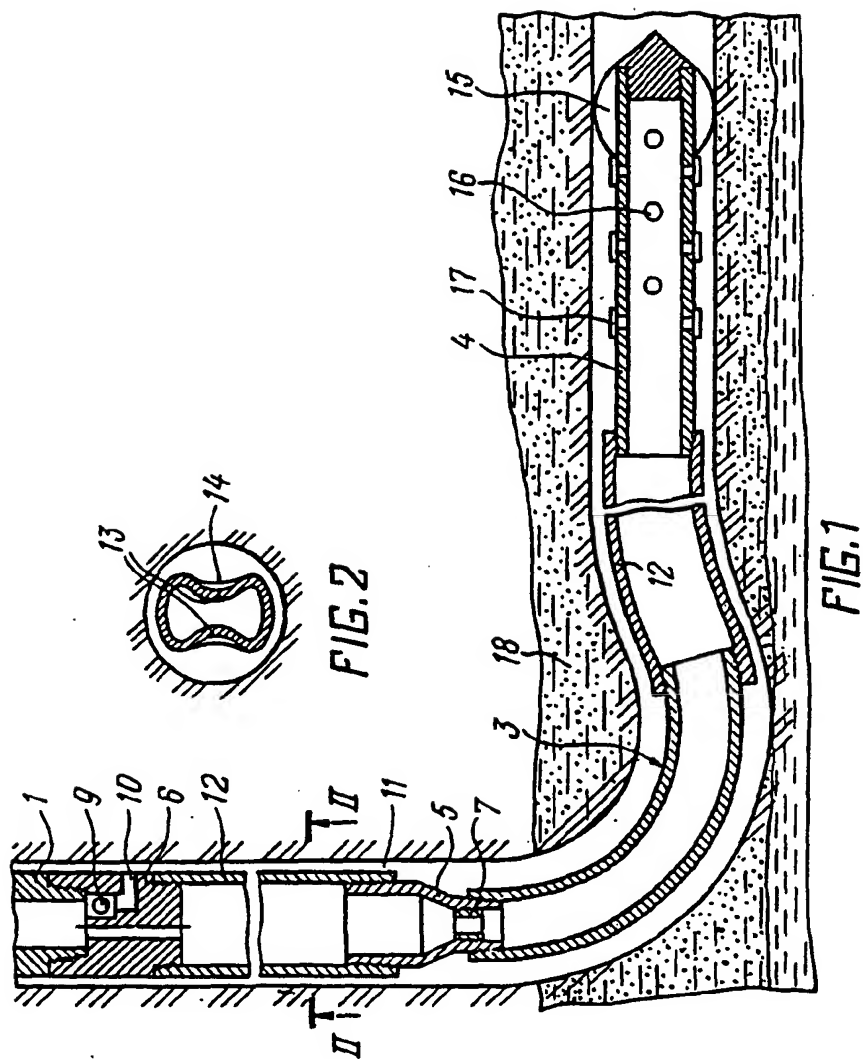
5 I. Способ заканчивания строительства скважины, включающий в себя вскрытие продуктивного пласта (18), спуск и установку в скважине (II) колонны обсадных труб (2) и хвостовика (3) с фильтром (4) с обеспечением их герметичного соединения между собой, и разобщение непродуктивных участков от продуктивных, отличающийся тем, что спуск в скважину (II) колонны обсадных труб (2) и хвостовика (3) с фильтром (4) осуществляют раздельно, а их герметичное соединение осуществляют в скважине (II), при этом по меньшей мере одну из труб (12) хвостовика (3) перед его спуском в скважину (II) профилируют с образованием по меньшей мере двух продольных гофр (13) и цилиндрических концов (25) с резьбами (26), а после спуска хвостовика (3) в скважину (II) профильную трубу (12) расширяют для установки хвостовика (3) в скважине (II) и разобщения непродуктивных пластов от продуктивных.

20 2. Способ по п.1, отличающийся тем, что после вскрытия продуктивного пласта (18) в скважину (II) спускают хвостовик (3) с фильтром (4) и устанавливают его в продуктивном пласте (18) путем прижатия по меньшей мере одной профильной трубы (12) при ее расширении к стенке скважины (II), а затем в скважину (II) спускают колонну обсадных труб (2), нижний конец которой герметично соединяют с верхним концом хвостовика (3).

25 3. Способ по п.1, отличающийся тем, что вначале в скважину (II) спускают до продуктивного пласта (18) и устанавливают колонну обсадных труб (2), а затем после вскрытия продуктивного пласта (18) в него через эту колонну спускают хвостовик (3) с фильтром (4) и при расширении профильной трубы (12) устанавливают его в скважине (II), при этом профильную трубу (12) прижимают к стенке нижнего конца колонны обсадных труб (2), обеспечивая ее герметичное соединение с хвостовиком (3).

30

1/5



2/5

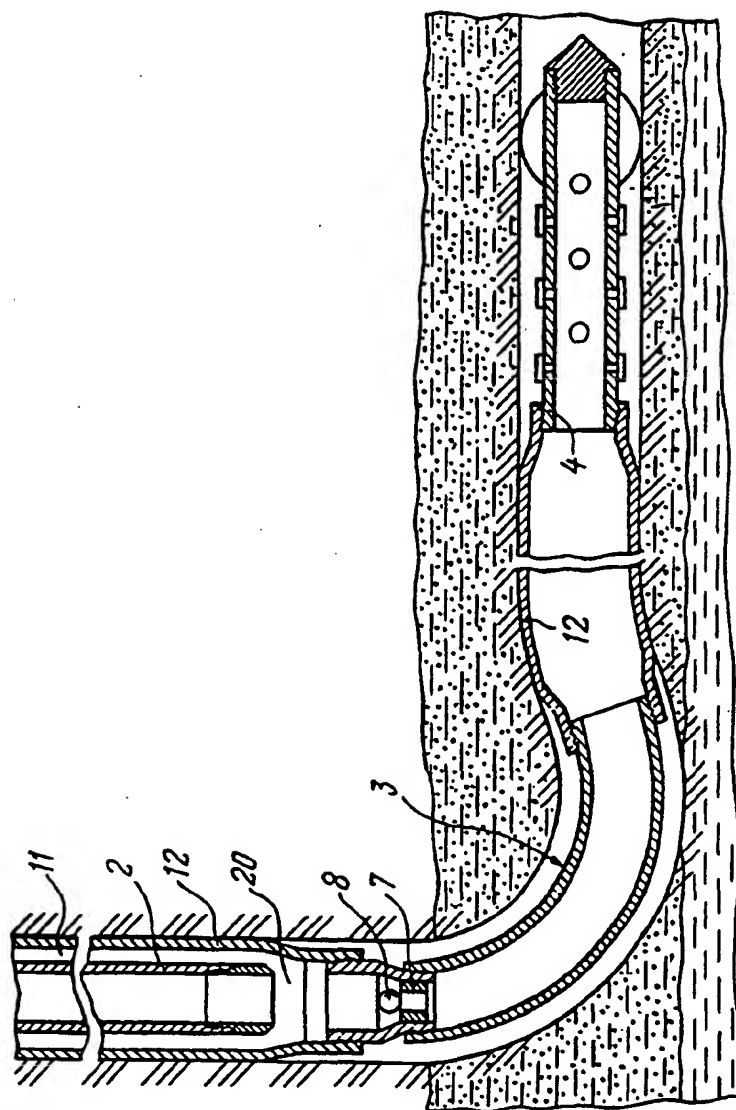


FIG. 3

3/5

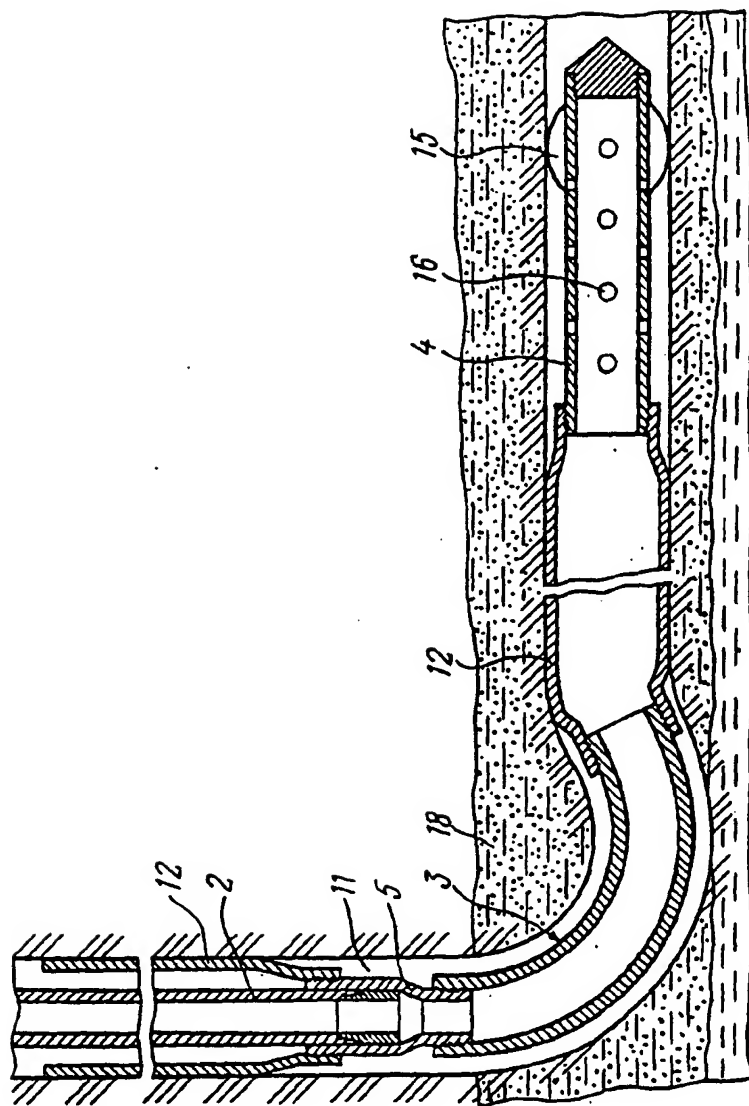
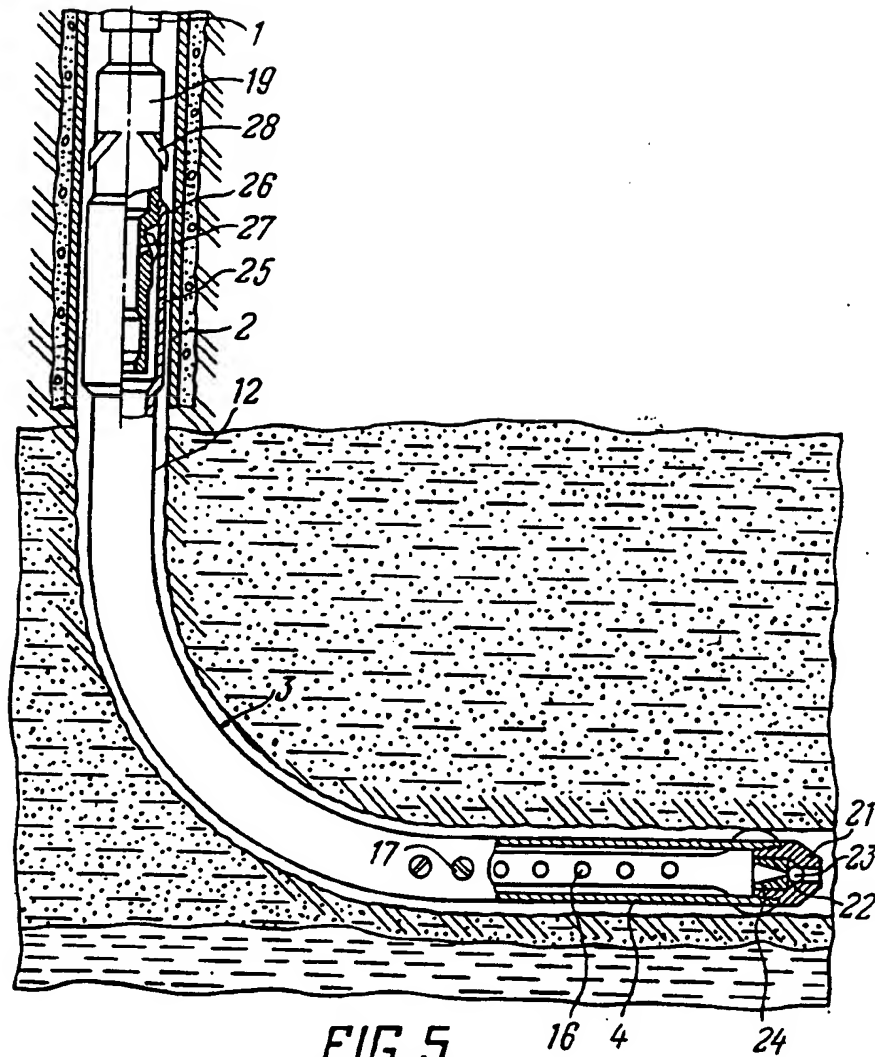


FIG. 4

$$\frac{4}{5}$$


5/5

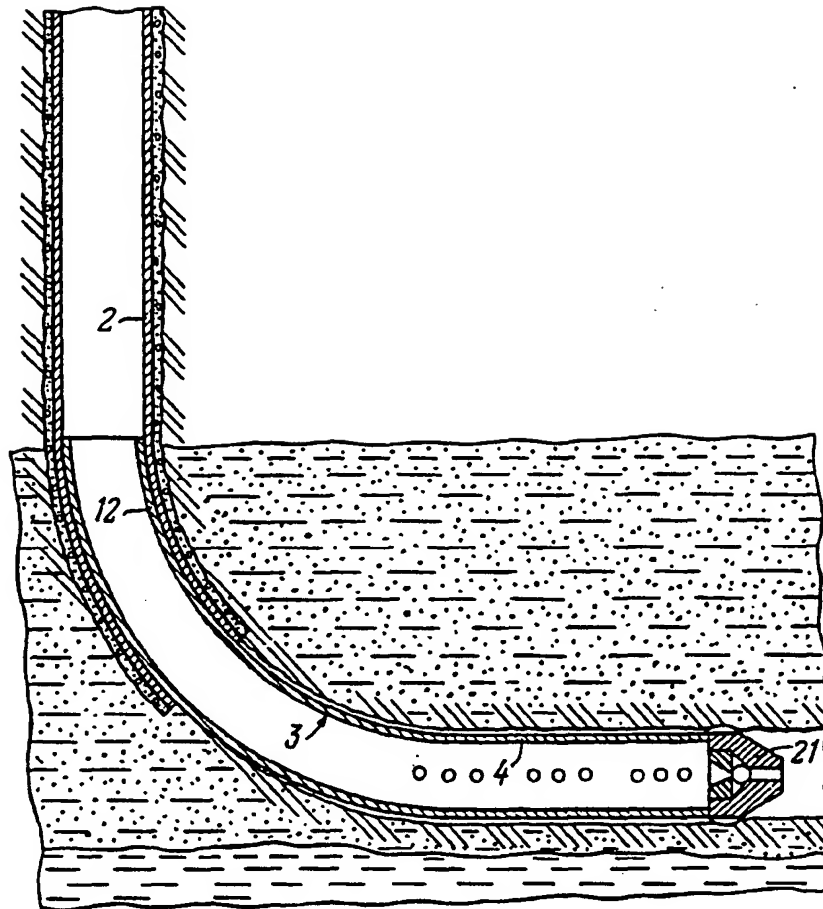


FIG. 6

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

 International application No.
PCT/RU93/00173

A. CLASSIFICATION OF SUBJECT MATTER		
Int. Cl.5 E21B 43/10 According to International Patent Classification (IPC) or to both national classification and IPC		
B. FIELDS SEARCHED		
Minimum documentation searched (classification system followed by classification symbols) Int. Cl.5 E21B 43/08-119, E21B 33/124, 33/13-16		
Documentation searched other than minimum documentation to the extent that such documents are included in the fields searched		
Electronic data base consulted during the international search (name of data base and, where practicable, search terms used)		
C. DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT		
Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
Y	SU, A1, 1263818 (Bsesojuzny nauchno-issledo-vatelsky i proektno-konstruk-torsky institut po osusheniju mestorozhdeny poleznykh iskopaemykh, spetsialnym gornym rabotam, rudnichnoi geologii i marksheiderskomu delu), 15 October 1986 (15.10.86)	1-3
Y	US, A, 4714117 (ATLANTIC RICHFIELD COMPANY), 22 December 1987 (22.12.87)	1-3
Y	US, A, 3477506 (B.C. MALONE), 11 November 1969 (11.11.69)	1-3
Y	US, A, 4976322 (G.S. ABDRAKHMANOV et al.), 11 December 1990 (11.12.90)	1-3
A	SU, A3, 1813171 (TATARSKY GOSUDARSTVENNY NAUCHNO-ISSLEDOVATELSKY I PROEKTNY INSTITUT NEFTYANOI PROMYSHLENNOSTI) 30 April 1993 (30.04.93)	1-3
<input checked="" type="checkbox"/> Further documents are listed in the continuation of Box C. <input type="checkbox"/> See patent family annex.		
* Special categories of cited documents: "A" document defining the general state of the art which is not considered to be of particular relevance "B" earlier document but published on or after the international filing date "L" document which may throw doubts on priority claim(s) or which is cited to establish the publication date of another citation or other special reason (as specified) "O" document referring to an oral disclosure, use, exhibition or other means "P" document published prior to the international filing date but later than the priority date claimed "T" later document published after the international filing date or priority date and not in conflict with the application but cited to underscore the principle or theory underlying the invention "X" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered novel or cannot be considered to involve an inventive step when the document is taken alone "Y" document of particular relevance; the claimed invention cannot be considered to involve an inventive step when the document is combined with one or more other such documents, such combination being obvious to a person skilled in the art "Z" document member of the same patent family		
Date of the actual completion of the international search 3 March 1994 (03.03.94)		Date of mailing of the international search report 31 March 1994 (31.03.94)
Name and mailing address of the ISA/ ISA/RU Facsimile No.		Authorized officer Telephone No.

INTERNATIONAL SEARCH REPORT

International application No.

PCT/RU 93/00173

C (Continuation). DOCUMENTS CONSIDERED TO BE RELEVANT

Category*	Citation of document, with indication, where appropriate, of the relevant passages	Relevant to claim No.
A	US, A, 3865188 (GEARHART-OWEN INDUSTRIES INC.), 11 February 1975 (11.02.75)	1
A	US, A, 4248302 (OTIS ENGINEERING CORPORATION), 3 February 1981 (03.02.81)	1-3
A	US, A, 4230180 (WESTBAY INSTRUMENTS LTD.) 28 October 1980 (28.10.80)	1
A	SU, A, 829882 (NAUCHNO-PROIZVODSTVENNOE OBIEDINE- NIE PO TERMICHESKIM METODAM DOBYCHI NEFTI), 17 May 1981 (17.05.81)	2,3
A	SU, A, 663825 (KRASNODARSKY GOSUDARSTVENNY NAUCHNO- ISSLEDOVATELSKY I PROEKTNY INSTITUT NEFTYANOI PROMYSHLENNOSTI MINISTERSTVA NEFTYANOI PROMYSHLENNOSTI SSSR), 25 May 1979 (25.05.79)	

ОТЧЕТ О МЕЖДУНАРОДНОМ ПОИСКЕ

Международная заявка №
PCT/RU93/06172

А. КЛАССИФИКАЦИЯ ПРЕДМЕТА ИЗОБРЕТЕНИЙ: E21B 43/10		
Согласно Международной патентной классификации (МКИ-5)		
В. ОБЛАСТИ ПОИСКА		
Проверенный минимум документации (Система классификации и индексы): МКИ-5 E21B 43/06-119, E21B 33/124, 33/13-16		
Другая проверенная документация в той мере, в какой она включена в поисковые подборки:		
Электронная база данных, использовавшаяся при поиске (название базы и, если возможно, поисковые термины):		
С. ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ		
Категория *)	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №.
Y	SU, A1.1263818 (Всесоюзный научно-исследовательский и проектно-конструкторский институт по осуществлению месторождений полезных ископаемых, специальным горным работам, рудничной геологии и маркшейдерскому делу), 15 октября 1986 (15.10.86)	1-3
<input checked="" type="checkbox"/> последующие документы указаны в продолжении графы С <input type="checkbox"/> данные о патентах-аналогах указаны в приложении		
* Особые категории смысловых документов: "А" - документ, определяющий общий уровень техники. "Е" - более ранний документ, но опубликованный на дату международной подачи или после нее. "О" - документ, относящийся к устному раскрытию, экспонированию и т.д. "Р" - документ, опубликованный до даты международной подачи, но после даты испрашиваемого приоритета. "Т" - более поздний документ, опубликованный после даты приоритета и приведенный для понимания изобретения. "Х" - документ, имеющий наиболее близкое отношение к предмету поиска, содержащий новизну и изобретательский уровень. "У" - документ, порочащий изобретательский уровень в сочетании с одним или несколькими документами той же категории. "&" - документ, являющийся патентом-аналогом.		
Дата действительного завершения международного поиска 3 марта 1994 (03.03.94)		Дата отправки настоящего отчета о международном поиске 31 марта 1994 (31.03.94)
Наименование и адрес Международного поискового органа: Всероссийский научно-исследовательский институт государственной патентной экспертизы, Россия, 121858, Москва, Бережковская наб. 30-1 факс (095)243-33-37, телетайп 114818 ПОДАЧА		Уполномоченное лицо: В. Гришанов тел. (095)240-58-88

Форма PCT/ISA/210 (второй лист) (июль 1992)

ОТЧЕТ О МЕЖДУНАРОДНОМ ПОИСКЕ

Международная заявка №.

PCT/RU 93/00173

С. (Продолжение) ДОКУМЕНТЫ, СЧИТАЮЩИЕСЯ РЕЛЕВАНТНЫМИ		
Категория *)	Ссылки на документы с указанием, где это возможно, релевантных частей	Относится к пункту №.
Y	US, A, 4714117 (ATLANTIC RICHFIELD COMPANY), 22 декабря 1987 (22.12.87)	1-3
Y	US, A, 3477506 (B.C.MALONE), 11 ноября 1969 (11.11.69)	1-3
Y	US, A, 4976322 (G.S.ABDRAKHMANOV и другие), 11 декабря 1990 (11.12.90)	1-3
A	SU, A3, 1813171 (ТАТАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ), 30 апреля 1993 (30.04.93)	1-3
A	US, A, 3865188 (GEARHART-OWEN INDUSTRIES INC.), 11 февраля 1975 (11.02.75)	1
A	US, A, 4248302 (OTIS ENGINEERING CORPORATION), 3 февраля 1981 (03.02.81)	1-3
A	US, A, 4230180 (WESTBAY INSTRUMENTS LTD.), 28 октября 1980 (28.10.80)	1
A	SU, A, 829882 (НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ ПО ТЕРМИЧЕСКИМ МЕТОДАМ ДОБЫЧИ НЕФТИ), 17 мая 1981 (17.05.81)	2,3
A	SU, A, 663825 (КРАСНОДАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ ИНСТИТУТ НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ МИНИСТЕРСТВА НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ СССР), 25 мая 1979 (25.05.79)	2,3

Форма PCT/ISA/210 (продолжение второго листа) (июль 1992)

WORLD INTELLECTUAL PROPERTY ORGANIZATION
International Bureau

PCT

[logo]

**INTERNATIONAL APPLICATION, PUBLISHED UNDER THE PATENT COOPERATION TREATY
(PCT)**

<p>(51) International Patent Classification⁵: E21B 43/10</p>	A1	<p>(11) International Publication Number WO 95/03476</p> <p>(43) International Publication Date: February 2, 1995 (2.2.95)</p>
<p>(21) International Application Number: PCT/RU93/00173</p> <p>(22) International Filing Date: July 23, 1993 (7.23.93)</p> <p>(71) Applicant (for all Designated States except for US): TATAR STATE SCIENTIFIC-RESEARCH AND PLANNING INSTITUTE OF THE PETROLEUM INDUSTRY (RU/RU); 32 ul. M. Dzhadniya [unclear], Bugulma 423200 (RU)</p> <p>(72) Inventors; and</p> <p>(75) Inventor(s)/Applicant(s) (only for US): ABDRAK^hMANOV, Gabdrashit Sultanovich [RU/RU], 66 ul. Gogolya, # 71, Bugulma 423200 (RU); IBATULLIN, Rustam Khamitovich [RU/RU], 66 ul. Gololya, #49, Bugulma 423200 (RU); ZHZHONOV, Viktor Georgievich [RU/RU],</p>	<p>66 ul. Gogolya, #75, Bugulma 423200 (RU); JUSUPOV, Izil Galimzyanovich, 66 ul. Gogolya, #61, Bugulma 423200 (RU); KHAMIT'YANOV, Nigamatyan Khamitovich [RU/RU], 65, ul. Kalinina, #60, Bugulma 423200 (RU); ZAINULLIN, Albert Gabidullovich, 1 ul. Saydashova, #117, Bugulma 423200 (RU); FATKULLIN, Rashad Khasanovich [RU/RU], 20 Radnitseva, # 40, Al'metevsk 423400 (RU).</p> <p>(74) Agent: SOJUZPATENT, 5/2 ul. Il'inka, Moscow 103735 (RU).</p> <p>(81) Designated States: BR, CA, JP, NO, US, European patent (AT, BE, CH, DE, DK, ES, FR, GB, GR, IE, IT, LU, MC, NL, PT, SE).</p> <p>Published With international search report.</p>	
<p>(54) Title: METHOD OF FINISHING WELLS [sic - as provided in English in original patent application]</p> <p>(54) Title [translated from Russian]: METHOD FOR WELL COMPLETION</p> <p style="text-align: center;">[see Russian original for figure]</p>		
<p>(57) Abstract [sic - as provided in English in original patent application]</p> <p>The method disclosed of finishing a well involves lowering and hermetically joining a casing column (2) the well (11) with shaft section (3) and filter (4). Before lowering the pieces into the well (11), at least one of the pipes (12) of the shaft section (3) with filter (4) is shaped in such a way as to create at least two longitudinal corrugations (13) and cylindrical ends (25) with threads (26). The productive layer (18) is then opened up, and since the shaft section (3) has been lowered into the said layer, the shaped pipe (12) is expanded to secure the shaft section (3) in the well (11) and to separate non-productive and productive layers.</p>		

(57) Abstract [as translated from Russian in original patent application]

A method for well completion that includes separately lowering a casing string (2) and a liner (3) with screen (4) into well (11), and joining them in a leakproof manner in well (11). Before lowering into well (11), at least one of pipes (12) of liner (3) with screen (4) is shaped to form at least two longitudinal corrugations (13) and cylindrical ends (25) with threads (26). Producing formation (18) is then tapped and after lowering liner (3) into it, shaped pipe (12) is expanded to secure liner (3) in well (11) and to isolate the nonproducing formations from the producing formations.

FOR THE PURPOSES OF INFORMATION ONLY Codes used to identify States party to the PCT on the front pages of pamphlets publishing international applications under the PCT.

AT	Austria	FI	Finland	MR	Mauritania
AU	Australia	FR	France	MW	Malawi
BB	Barbados	GA	Gabon	NE	Niger
BE	Belgium	GB	United Kingdom	NL	Netherlands
BF	Burkina Faso	GN	Guinea	NO	Norway
BG	Bulgaria	GR	Greece	NZ	New Zealand
BJ	Benin	HU	Hungary	PL	Poland
BR	Brazil	IE	Ireland	PT	Portugal
CA	Canada	IT	Italy	RO	Romania
CF	Central African Republic	JP	Japan	RU	Russian Federation
BY	Belarus	KP	Democratic People's Republic of Korea	SD	Sudan
CG	Congo	KR	Republic of Korea	SE	Sweden
CH	Switzerland	KZ	Kazakstan	SI	Slovenia
CI	Cote d'Ivoire	LI	Liechtenstein	SK	Slovakia
CM	Cameroon	LK	Sri Lanka	SN	Senegal
CN	China	LU	Luxemburg	TD	Chad
CS	Czechoslovakia	LV	Latvia	TG	Togo
CZ	Czech Republic	MC	Monaco	UA	Ukraine
DE	Germany	MG	Madagascar	US	United States of America
DK	Denmark	ML	Mali	UZ	Uzbekistan
ES	Spain	MN	Mongolia	VN	Viet Nam

METHOD FOR WELL COMPLETION

Technical field

The invention relates to drilling of a well, and specifically to methods for well completion.

The present invention may be used most effectively in wells having a horizontal borehole section drilled into a producing formation, and also in cases when it is undesirable to reduce the diameter of the well, and when sections are present in the interval where a liner is to be placed that are made up of poorly cemented rocks, where caving-in of rock, vuggy zones, and lost circulation zones occur that are usually sealed off by intermediate strings or casing patches.

Prior art

In completion of a well, its wall must be reinforced in the interval of the producing formation, in order to avoid caving-in of the rock and consequently less production inflow into the well from the producing formation. For this purpose, screen liners are set in the producing formation zone of the well. Furthermore, in the interval where the screen liners are set, often trouble zones are encountered such as the presence of caverns, caving-in of the rock, water entry, loss of circulation, nonproducing sections adjacent to the producing formation or interrupting it. In these cases, it is necessary to reliably isolate the indicated sections and zones from the producing formation. All this requires large material expenditures and the use of special, complicated equipment.

Three fundamentally different methods are known for setting screen liners that are used for well completion: suspension in hardened cement, on slips, and on a bearing surface (*Casing Handbook for Oil and Gas Wells*, A. N. Bulatov, 1981, pp. 137-146).

The essence of the method for setting a screen liner in hardened cement involves lifting the plugging mud over the entire length of the liner, suspended by the drill pipes, removing the plugging mud, lifted above

the liner, and disconnecting the drill pipes from the liner only after the cement has hardened in the casing string-borehole annular space.

Suspension of screen liners on slips is done only in a cased wellbore where there is no wear on the inside surface of the casing, by wedging the liner with slips located on the outside surface of the suspension devices, which enter the annular space between strings.

This method is not applicable for small (less than 30 mm) annular spaces, if lowering the liner is combined with reaming out an abnormal wellbore and reciprocating the liner, when the inside surface of the casing in which the placement is planned has unacceptable wear, or when the weight of the screen liner exceeds 1000 kN.

Suspension of liners on a support is done in stable sections of the well where a bearing surface is already formed, as which the following are used: grooves inside sleeves to be joined to the lower end of the preceding string; the upper end of a previously lowered liner; the transition zone from larger diameter to smaller diameter for a two-size intermediate string with which the well is cased. This method is applicable only under conditions when the liner is lowered to a specified depth. Otherwise, the liner suspension device does not reach the support and does not actuate.

The disadvantages of the aforementioned methods for setting screen liners in well completion are: narrowing of the flow area of the well due to the need to use disconnectors and suspension devices which are lowered inside an already cased well, the need to use disconnectors and suspension devices of complex design, and also the limited application because the liners can be suspended only in a cased wellbore (except for the method of placing in hardened cement).

Furthermore, a disadvantage of the method of suspending screen liners in hardened cement is the need for cementing the liner, which is associated with high costs in

cement and time spent performing the operations and waiting for the cement slurry to harden. In this case, the well must be constantly flushed after the liner is cemented for the entire time spent waiting for the cement slurry to harden, while simultaneously rotating the drill string. In addition, liner cementing work is prone to failures, such as: being unable to disconnect the drill string from the liner due to the use of threaded disconnectors; cutting through casing and drilling in a new hole while drilling out equipment and assemblies for joining sections of tubing, etc.

Furthermore, appropriate technology (cementing units) and work crews are required to carry out liner cementing operations.

One more disadvantage of this method is the fact that it cannot be applied when lost circulation zones are present in the interval where the liner is to be set.

A method is also known for well completion (SU, A, 1659626) that includes isolation of drilling problem zones located above the producing formation before it is tapped, lowering a casing string into the well with screen liner and centralizers, temporarily filling the screen zone with plugging agent and cementing the casing string with leaktight disconnection of the cavity of the screen liner from the cavity of the string by a bridge that will be destroyed after its cementing.

This method does not provide reliable isolation of the producing formation from nonproducing sections interbedded with it and nonproducing horizons overlying the producing formation, due to incomplete removal of drilling mud from slanted and horizontal sections of the well in which deposition of solids from the drilling mud occurs during its circulation. This is aggravated by incomplete removal of the mud cake, and at the locations where it is removed, the risk of caving-in of rocks increases, which also reduces the quality of formation isolation.

Furthermore, in the aforementioned sections of the well, the flow string cannot be properly centered,

especially in poorly cemented rocks, due to the centralizers being forced into this rock, which prevents achievement of a cement ring that is uniform over the wall thickness.

One more disadvantage of this method is blocking of a portion of the producing formation by the cement slurry flowing into the screen zone of the well during cementing of the casing string, due to settling and accumulation temporarily of the plugging agent in the lower (bottom) portion of a horizontal borehole when it is of significant extent and formation of voids in the upper portion of the borehole which are filled with cement slurry during cementing of the casings.

The method closest in technical essence to the claimed method is a method for completion of a well with a horizontal hole section drilled in a producing formation. (Baker Hughes, USA "Baker Hughes technology forum", Coru, 6-11 [blank], 1991, pp. 23-25), including lowering a liner with a pre-perforated screen into the well on a casing string, isolation of the casing string—borehole annular space in the producing formation zone from the nonproducing formations overlying and interbedded with it by external packers, and cementing the casing string above the screen liner using a cement collar.

The major disadvantage of this method is the fact that using packers and cementing the annular space above the packers does not ensure reliable isolation of the casing string—borehole annular space in the producing formation zone from the nonproducing formations overlying and interbedded with it, especially in transition zones in the wellbore from a vertical to a horizontal direction, due to incomplete displacement of the drilling mud by cement slurry.

Furthermore, due to their short length, the packers cannot reliably seal off vuggy zones when their linear dimensions exceed the linear dimensions of the packer sealing surface. This is aggravated in wells tapping poorly cemented rocks, where caving-in of rock occurs, especially after flushing the well and removing caked sedimentation from its walls.

The present invention is based on the problem of designing a method for well completion that will ensure reliable isolation of the producing formation from nonproducing sections overlying and adjacent to it when drilling problem zones of any type and extent are present in them.

Disclosure of the invention

The proposed objective is achieved by the fact that in the method of well completion including tapping a producing formation, lowering and setting a casing string and a screen liner in the well with provision for their leakproof joining to each other, and isolation of nonproducing sections from producing sections, according to the invention the casing string and the screen liner are separately lowered into the well and their leakproof joining is accomplished within the well, where before the liner is lowered into the well, at least one of the pipes of the liner is shaped to form at least two longitudinal corrugations and threaded cylindrical ends, and after the liner is lowered into the well, the shaped pipe is expanded to set the liner in the well and isolate the nonproducing formations from the producing formations.

The proposed invention, as a result of eliminating use of disconnectors and suspension devices of complex design for setting the screen liners, and also packers for isolating the formations, makes it possible to simplify these operations and to ensure more reliable isolation of nonproducing formations from the producing formation, and also sealing off of problem zones (caverns, caving-in of rocks, formations with anomalously high intraformation pressure, water and gas entry, etc.) of any extent. In this case, the greatest effect is achieved in slanted wells and in wells with a horizontal hole section, and also in those cases when the extent of the aforementioned formations and zones does not permit their sealing off by packers and cementing does not provide reliable isolation.

Furthermore, setting a screen liner using shaped pipes, when compared with the known method, according to which this operation is accomplished by cementing

the liner, makes it possible to reduce consumption of cement and to shorten the placement time, since it is no longer necessary to wait for hardening of cement slurry or to use special work crews for this purpose.

In one embodiment of the invention, after the producing formation is tapped, a screen liner is lowered into the well and it is placed in the producing formation by squeezing at least one shaped pipe against the wall of the well during its expansion, and then a casing string is lowered into the well, the lower end of which is joined in a leakproof manner with the upper end of the liner.

The proposed embodiment of the invention makes it possible to set the liner in an uncased wellbore, and consequently reliable isolation of the producing formation from overlying nonproducing formations is ensured, narrowing of the well diameter is prevented, and casing expense is reduced.

In another embodiment of the invention, initially a casing is lowered into the well down to the producing formation and set, and then after the producing formation is tapped, a screen liner is lowered into the formation through this string and it is set in the well by expansion of a shaped pipe, where the shaped pipe is squeezed against the wall of the lower end of the casing string, ensuring its leakproof joining to the liner.

Such an embodiment permits use of a very simple, economical, and reliable method for setting screen liners using shaped pipes in those cases when during drilling of the well, formations are encountered with anomalously high intraformation pressure, which usually are sealed off by intermediate casing strings or casing patches.

Brief description of the drawings

Other aims and advantages of the present invention will be understood from the following detailed description of examples of its implementation and the attached drawings, in which:

Fig. 1 depicts a set of equipment for lowering and placing a screen liner in a well;

- 7 -

Fig. 2 depicts the II-II cross section in Fig. 1;

Figs. 3-4 depict placement of a screen liner in a well;

Figs. 5-6 depict a variant for placement of a screen liner in a well.

Preferred embodiment of the invention

The method for well completion involves separately lowering a casing string and a screen liner into the well and joining them in a leakproof manner within the well. Before lowering into the well, at least one of the pipes of the liner is shaped to form at least two longitudinal corrugations and cylindrical threaded ends. Then the producing formation is tapped, the screen liner is lowered into it, after which the shaped pipe is expanded to set the liner in the well and isolate the nonproducing formations from the producing formations.

According to one embodiment, after the producing formation is tapped, a screen liner is lowered into the well and it is placed in the producing formation by squeezing at least one shaped pipe against the wall of the well during its expansion. Then a casing string is lowered into the well, the lower end of which is joined in a leakproof manner with the upper end of the liner.

According to another embodiment of the invention, first a string of casing is lowered into the well to the producing formation and set. Then after the producing formation is tapped, a screen liner is lowered to it through this string, and it is set in the well by expansion of a shaped pipe. In this case, the shaped pipe is squeezed against the wall of the lower end of the casing string, ensuring its leakproof joining with the liner.

The method is accomplished using a device including a drill string 1 (Fig. 1), a casing string 2 (Fig. 3), a liner 3 with perforated screen 4, joined to the drill string 1 using adapter 5 and sub 6. Adapter 5 (a member joining pipes of different diameters) has a bridge in the form of a seat 7 and a ball valve 8 (Fig. 3), separating the cavities of liner

3 with screen 4 and casing string 2. Sub 6 (Fig. 1) is fitted with valve 9, closing off channel 10, connecting the cavity of drill string 1 with well 11 and used to fill the cavity of drill string 1 with downhole fluid when the components of the device are lowered into well 11. At least one of pipes 12 of liner 3 is implemented as shaped with at least two longitudinal grooves 13 (Fig. 2), disposed symmetrically relative to the central axis of pipe 12, and cylindrical threaded ends (not shown in Fig. 1). Corrugations 13 of shaped pipes 12 are filled with sealing paste 14. At the end of screen 4 is placed centralizer 15, ensuring that screen 4 is centered relative to the wall of well 11.

In the case when well 11 passes through nonproducing sections in its horizontal portion or is next to these sections, as shown in Figs. 1, 3, and 4, perforated holes 16 in screen 4 are closed off by blind flanges 17 made of chemically degradable material such as magnesium. Shaped pipes 12 are disposed on the corresponding sections of liner 3 with screen 4 for isolation of the producing portion of producing formation 18 from the nonproducing portion, and also for joining liner 3 with casing string 2.

The device also includes expander 19 (Fig. 5), used to straighten out corrugations 13 of shaped pipes 12 after they are expanded.

The method is implemented as follows. During drilling of well 11 (Fig. 1), before producing formation 18 is tapped, all formations located above producing formation 18 that are incompatible with the drilling conditions are isolated by known means, and after formation 18 is tapped and the borehole of well 11 is flushed, liner 3 with pre-perforated screen 4, joined to drill string 1 using adapter 5, shaped pipes 12, and sub 6 are lowered into the well on drill string 1. Perforated holes 16 of screen 4 are closed off by blind flanges 17.

After screen 4 has reached the bottomhole of well 11, the pressure required to straighten out longitudinal corrugations 13 and to squeeze the walls of pipes 12 against the wall of well 11 is created in the cavity of shaped pipes 12 by injecting flushing fluid

(Fig. 3), which together with sealing paste 14 ensures leakproof isolation of nonproducing sections of producing formation 18.

Then drill string 1 (Fig. 1) together with sub 6 are unscrewed from upper shaped pipes 12 and are lifted from well 11, expander 19 (Fig. 5) is connected to it, and it is lowered again into well 11 until it enters the upper portion of shaped pipes 12 (Fig. 3). By rotating drill string 1 together with expander 19, the final straightening of corrugations 13 is carried out and the walls of shaped pipes 12 are tightly squeezed against the walls of well 1 [sic: should be 11]. In this case, sealing paste 14 (Fig. 2) ensures reliable leaktightness of the casing string-borehole annular space of well 11.

Then drill string 1 with expander 19 (Fig. 5) is lifted from well 11 and casing string 2 is lowered into the well (Fig. 3) until its lower end enters upper shaped pipes 12 to form gap 20 between this end, seat 7, and the walls of upper shaped pipes 12. Then ball valve 8 is released into well 11 and lands in seat 7, isolating the inner cavities of liner 3 and casing 2. Cement slurry is injected through casing string 2, after which its lower end is lowered as far as it will go in the narrow portion in adapter 5 (Fig. 4) and, after the cement slurry has hardened, the cement plug (not shown) formed inside casing string 2, ball valve 8, and seat 7 are drilled out.

In the case when temporary blind flanges 17 are placed in screen 4 (Fig. 1), the blind flanges are destroyed by injecting a calculated portion of acid into it (Fig. 4). Then well 11 is completed.

In cases when producing formation 18 is tapped after a casing string 2 is lowered (for example, by an intermediate or flow string), then liner 3 is set by squeezing the walls of upper shaped pipes 12 against the inside walls of the lower end of casing string 2 (Fig. 6). For this purpose, taking into account the weight of liner 3 and screen 4, the required length is computed for upper shaped pipes 12 that will be used to place them. At the end of screen 4, shoe 21 (Fig. 5) is attached with seat 22 to accommodate ball

valve 23 and limit stop 24, preventing movement of valve 23 in the reverse direction. The interval of casing string 2 in which shaped pipes 12 should be set is reamed to size by an expander (not shown in the figure). Then expander 19, joined to the cylindrical portion 25 of upper shaped pipe 12 of liner 3 using left-hand thread 26, is connected to drill string 1, the tool assembled in this manner is lowered into well 11 (Fig. 5) and it is flushed, after which ball valve 23 is released, thereby closing off the opening in seat 22, and by injecting flushing fluid in the cavity of liner 3 and screen 4, the pressure required for pressurizing the entire assembly is created therein, under the action of which corrugations 13 are simultaneously straightened out for all shaped pipes 12 which were included in the equipment assembly. As a result of this, the walls of upper shaped pipes 12 are squeezed tightly against the wall of the lower end of casing string 2 (Fig. 6).

In the case when shaped pipes 12 are included in the assembly to isolate nonproducing formations (Fig. 3) or when the entire screen 4 is made from shaped tubes 12, as shown in Figures 5 and 6, then the walls of these pipes 12 also are tightly squeezed against the wall of well 11.

The stability of placement of liner 3 with screen 4 relative to axial displacement is checked by the tension and seating of the tool. Then by rotation of drill string 1 with expander 19 to the right, the latter is unscrewed from cylindrical end 25 of upper shaped pipe 12. At the same time, lower rolling members 27 of expander 19, being lifted upward, expand thread 26 of cylindrical end 25, increasing its inside diameter. Then the tool is moved downward with simultaneous flushing and rotation of it to the right, as a result of which cylindrical ends 25 and upper shaped pipes 12 are further expanded by lower rolling members 27 and upper members 28, which have a larger diameter than the lower members.

When expansion of shaped pipes 12 is completed, together with casing string 2 they are pressurized to make them leaktight by creating pressure in them. If leaktightness has not been achieved,

then expansion is repeated.

In cases when additional shaped pipes 12 are included in assembly of liner 3 or screen 4 (Fig. 3) or when the entire screen 4 is made from shaped pipes 12 (Figs. 5 and 6), perforated holes 16 are closed off by blind flanges 17 made from chemically degradable material which, after the operations of setting liner 3 with screen 4 are completed, are destroyed by injection of the appropriate chemical reagent.

Commercial applicability

The proposed method makes it possible to reliably isolate the producing formation from overlying nonproducing formations, and also from other nonproducing sections of the well that are adjacent to it and interbedded with it, without cementing the screen liner. In this case, the technology for placement of screen liners is simplified and expenses are reduced as a result of the elimination of disconnectors and suspension devices of complex design used to set liners and also elimination of their cementing, which is associated with failures and costs in time spent waiting for hardening of the cement slurry.

Furthermore, the proposed method makes it possible to extend the range of its application, since it can be used in both a cased and an uncased wellbore, independent of the presence of zones of lost circulation or water entry, and practically without a substantial decrease in the well diameter.

- 12 -

CLAIMS

1. A method of well completion including tapping a producing formation (18), lowering and setting a casing string (2) and a liner (3) with screen (4) in well (11) with provision for their leakproof joining to each other, and isolation of nonproducing sections from producing sections, *distinguished* by the fact that casing string (2) and liner (3) with screen (4) are separately lowered into well (11) and their leakproof joining is accomplished within well (11), where before liner (3) is lowered into well (11), at least one of pipes (12) of liner (3) is shaped to form at least two longitudinal corrugations (13) and cylindrical ends (25) with threads (26), and after liner (3) is lowered into well (11), shaped pipe (12) is expanded to set liner (3) in well (11) and to isolate nonproducing formations from producing formations.

2. A method as in Claim 1, *distinguished* by the fact that, after producing formation (18) is tapped, liner (3) with screen (4) is lowered into well (11) and it is placed in producing formation (18) by squeezing at least one shaped pipe (12) against the wall of well (11) during its expansion, and then casing string (2), the lower end of which is joined in a leakproof manner to the upper end of liner (3).

3. A method as in Claim 1, *distinguished* by the fact that first casing string (2) is lowered into well (11) down to producing formation (18) and set, and then after producing formation (18) is tapped, liner (3) with screen (4) is lowered through this string and, by expansion of shaped pipe (12), it is set in well (11), where shaped pipe (12) is squeezed against the wall of the lower end of casing string (2), ensuring that it makes a leakproof join with liner (3).

[see Russian original for figure]

Fig. 2

[see Russian original for figure]

Fig. 1

[see Russian original for figure]

Fig. 3

[see Russian original for figure]

Fig. 4

[see Russian original for figure]

Fig. 5

[see Russian original for figure]

Fig. 6



TRANSPERFECT TRANSLATIONS

AFFIDAVIT OF ACCURACY

I, Kim Stewart, hereby certify that the following is, to the best of my knowledge and belief, true and accurate translations performed by professional translators of the following patents from Russian to English:

ATLANTA
BOSTON
BRUSSELS
CHICAGO
DALLAS
DETROIT
FRANKFURT
HOUSTON
LONDON
LOS ANGELES
MIAMI
MINNEAPOLIS
NEW YORK
PARIS
PHILADELPHIA
SAN DIEGO
SAN FRANCISCO
SEATTLE
WASHINGTON, DC

RU2016345 C1
RU2039214 C1
RU2056201 C1
RU2064357 C1
RU2068940 C1
RU2068943 C1
RU2079633 C1
RU2083798 C1
RU2091655 C1
RU2095179 C1
RU2105128 C1
RU2108445 C1
RU21444128 C1
SU1041671 A
SU1051222 A
SU1086118 A
SU1158400 A
SU1212575 A
SU1250637 A1
SU1295799 A1
SU1411434 A1
SU1430498 A1
SU1432190 A1
SU 1601330 A1
SU 001627663 A
SU 1659621 A1
SU 1663179 A2
SU 1663180 A1
SU 1677225 A1
SU 1677248 A1
SU 1686123 A1
SU 001710694 A
SU 001745873 A1
SU 001810482 A1
SU 001818459 A1
350833
SU 607950
SU 612004
620582
641070
853089
832049
WO 95/03476

Page 2
TransPerfect Translations
Affidavit Of Accuracy
Russian to English Patent Translations



Kim Stewart
TransPerfect Translations, Inc.
3600 One Houston Center
1221 McKinney
Houston, TX 77010

Sworn to before me this
23rd day of January 2002.



Signature, Notary Public



Stamp, Notary Public

Harris County

Houston, TX